



## Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico\*

JOSÉ CLAUDIO LINHARES PIRES  
MAURÍCIO SERRÃO PICCININI\*\*

**RESUMO** Este artigo analisa os modelos de regulação tarifária adotados no setor elétrico, com particular destaque para as inovações introduzidas com a liberalização dos mercados de eletricidade a partir dos anos 80. São discutidos os principais critérios tarifários, a saber: a tarifação pela regulação da taxa de retorno, pelo custo marginal e o *price-cap*. São examinados, ainda, os instrumentos complementares à tarifação. O objetivo do artigo é contribuir para um melhor entendimento sobre as regras tarifárias adotadas no setor elétrico.

**ABSTRACT** *This article discusses the tariff regulation models adopted in the electricity utility sector, with a focus on the innovations introduced as a result of the liberalization of the sector that began in the 1980s. The principal tariff criteria are discussed: tariffs determined by the both the rate of return regulation and by marginal cost, and price-caps. Instruments complementary to tariffs are also examined. The main aim of the article is to contribute to a better understanding of the tariff rules adopted in the electricity sector.*

\* Este artigo é um excerto da parte conceitual do texto para discussão intitulado "Modelos de Regulação Tarifária: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro", a ser publicado brevemente pelo BNDES.

\*\* Respectivamente, economista do Convênio BNDES/Pnud e gerente do Departamento Econômico da Área de Planejamento do BNDES.

## 1. Introdução

Um dos aspectos mais relevantes das recentes reformas introduzidas no setor elétrico é a busca de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores, garanta a rentabilidade dos investidores e estimule a eficiência setorial. Isto é necessário porque, apesar da liberalização da indústria e da introdução de regras de mercado, especialmente no segmento de geração, os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica permanecerão funcionando como monopólios naturais.

Em um contexto de informação assimétrica pró-produtores, a regulação tarifária assume o papel crucial de tentar coibir eventuais abusos do poder de monopólio, resolver as tensões entre a eficiência alocativa, distributiva e produtiva e introduzir mecanismos de indução de eficiência dinâmica.<sup>1</sup>

Essa regulação envolve a escolha do critério tarifário, que inclui, entre outras coisas, a forma de controle e ajuste dos preços a serem cobrados, o grau de liberdade de variação destes preços de acordo com as diferentes categorias de consumidores etc. Ela deve considerar, também, mecanismos complementares que estimulem a eficiência das empresas e beneficiem os consumidores.

Os modelos de regulação tarifária utilizados no setor elétrico são, basicamente, os seguintes: tarifação pelo custo do serviço (historicamente adotado no Brasil), tarifação com base no custo marginal e o *price-cap*.<sup>2</sup> Cada um desses critérios tarifários evidenciou vantagens e desvantagens na sua aplicação, que são discutidas nas próximas seções.

Além do modelo tarifário, as agências reguladoras desenvolveram mecanismos complementares, com o objetivo de mitigar os problemas surgidos. Merecem destaque o intervalo de revisão das tarifas, o mecanismo de *yardstick competition* (que estabelece padrões de eficiência) e as licitações para concessão de serviço público.

O presente artigo tem como objetivo discutir os modelos de regulação tarifária adotados no setor elétrico, com particular ênfase nas inovações

---

1 A eficiência dinâmica é um conceito que focaliza o mercado como ambiente seletivo, ou seja, com a capacidade de selecionar inovações de produto e de processo que levem a uma redução futura de custos e preços e a uma melhoria da qualidade dos produtos [Possus et alii (1997)].

2 O *price-cap* foi introduzido no Brasil através do contrato de concessão da Light, quando da sua desestatização, em 1996.

introduzidas com a liberalização dos mercados de eletricidade a partir da década de 80. O trabalho está organizado em seis seções. Esta Seção 1 é introdutória, as Seções 2, 3 e 4 discutem os principais critérios tarifários existentes, a saber: a tarifação pelo custo do serviço (Seção 2), pelo custo marginal (Seção 3) e *price-cap* (Seção 4). A Seção 5 examina os instrumentos complementares à tarifação. Finalmente, a Seção 6 apresenta as considerações finais.

## 2. A Tarifação pelo Custo do Serviço ou Regulação da Taxa Interna de Retorno

A tarifação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno, é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural. Através desse critério, os preços devem remunerar os custos totais e conter uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor.

O princípio da tarifação pelo custo do serviço generalizou-se a partir da experiência norte-americana iniciada no final do século passado, com a regulação de monopólios privados de serviço público. Nos demais países não existia tradição de regulação explícita, pois as operadoras dos serviços eram, em sua maioria, de propriedade pública, sendo o lucro de monopólio apropriado pelo Estado [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].

Sob a ótica da regulação norte-americana, uma tarifação bem-sucedida é aquela que, de maneira geral, tem os seguintes objetivos principais: *a)* evitar que os preços fiquem abaixo dos custos (incluindo um retorno “razoável”); *b)* evitar o excesso de lucros; *c)* viabilizar a agilidade administrativa no processo de definição e revisão das tarifas; *d)* impedir a má alocação de recursos e a produção ineficiente; e *e)* estabelecer preços não discriminatórios entre os consumidores.

Segundo o regime tarifário pelo custo do serviço, para evitar que os preços fiquem abaixo dos custos, o preço final ao consumidor deve ser obtido pela igualdade entre a receita bruta e a receita requerida para remunerar todos os custos de produção (custos fixos mais custos variáveis), incluindo a taxa de remuneração da concessionária.<sup>3</sup>

Para evitar o excesso de lucros, o regulador deve determinar a taxa de retorno através de um processo de negociação com a prestadora do serviço. As

---

3 Podem ocorrer situações indesejáveis do ponto de vista da eficiência econômica, nas quais os preços de certos serviços são inferiores aos custos médios em razão do subsídio tarifário para determinadas categorias de consumidores.

autoridades devem adotar os princípios de “razoabilidade” para a remuneração dos acionistas e investidores, “atratividade” para os investimentos necessários e “simplicidade” para a administração dos serviços. A definição da taxa de retorno é uma forma indireta de determinação de preços, uma vez que, através da sua aplicação, estes serão reajustados sempre que for necessária a recomposição da receita de forma a garantir a taxa de retorno permitida pela agência reguladora.

Do ponto de vista econômico, a taxa de retorno deve ser fixada em função do custo de oportunidade do capital. Entretanto, a dificuldade de sua determinação tem levado o regulador a examinar as taxas de outras indústrias ou negócios similares, para definir a taxa de retorno adequada.

Na tradição dos Estados Unidos, a definição dessa taxa é resultado de um processo judicial (*common law*) de definição arbitral de um “justo valor”, que envolve um longo e assimétrico processo de barganha,<sup>4</sup> o qual cria, inclusive, jurisprudências, o que aumenta a importância de que seja bem conduzido. Entretanto, toda essa discussão é *time consuming*, impactando a agilidade administrativa.

Em países de outra tradição legal, principalmente durante a constituição de monopólios públicos, era comum que estas taxas de retorno fossem fixadas em lei, como no caso do Brasil. Esta medida procurava garantir a rentabilidade das empresas e evitar subsídios do governo, que viriam onerar os contribuintes [Bitu e Born (1993)].

Um dos problemas mais usuais da aplicação da tarifação pelo custo do serviço é a dificuldade de determinação do valor-base, isto é, o investimento sobre o qual se aplica a taxa de retorno, existindo vários métodos para sua estimativa.<sup>5</sup> O frágil aparato regulatório e as dificuldades de regulação dos monopólios levaram, inicialmente, à adoção da regulação com base nos custos históricos. A observação destes custos surgia aos olhos dos reguladores como uma regra simples, geral e auto-aplicável para autorizar a precificação dos monopólios naturais.

Este critério foi adotado em diversos países, trazendo sérias conseqüências para as empresas nos períodos inflacionários, tendo em vista a desvalorização de seus ativos [Breyer (1982)].

---

4 A definição do “justo valor” está longe de ser o resultado de um cálculo exato e, normalmente, refere-se a uma média ponderada do valor histórico e de reprodução dos ativos. As discussões são caracterizadas por elevada subjetividade com relação aos retornos esperados e grande dificuldade para se encontrar uma base comparativa [Breyer (1982)].

5 Para maiores detalhes, ver Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995).

Estes problemas fizeram com que, na prática, o regime adotado comprometesse dois objetivos preconizados para uma tarifação bem-sucedida, a saber: viabilizar a simplicidade administrativa e impedir a ineficiência econômica (produtiva e alocativa). Por um lado, as variáveis envolvidas no cálculo são de extrema complexidade e envolvem longos períodos de tempo nos *hearing processes* (audiências com *experts* e representantes dos consumidores para a definição, pelo regulador, do “custo verdadeiro” e da “taxa de retorno justa”). Por outro lado, ao priorizar a busca de efeitos distributivos (combatendo lucros excessivos), a tarifação pelo custo do serviço pode estimular a má alocação de recursos e a adoção de métodos produtivos, ineficientes, ao permitir a cobertura de todos os custos e assegurar, previamente, uma taxa de retorno atrativa.

As assimetrias de informação entre o regulador e a concessionária, por sua vez, podem levar à manipulação de dados por parte desta última, com o objetivo de apropriação de lucros extraordinários. Na hipótese de a taxa de retorno estar acima do custo de capital, este critério tarifário dá origem ao efeito Averch e Jonhson (“efeito A-J”), isto é: as empresas são estimuladas a sobreinvestir, pois a sobreutilização do capital proporciona uma remuneração da taxa de desconto superior à depreciação deste capital, gerando, entre outras coisas, um uso subótimo das plantas. Entretanto, em períodos inflacionários, de elevação dos juros e de incerteza macroeconômica, a tendência é inversa<sup>6</sup> [Bitu e Born (1993), Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995) e Breyer (1982)].

Finalmente, a preocupação de estabelecer preços não-discriminatórios fez com que, durante muito tempo, o regime tarifário pelo custo do serviço não abordasse devidamente as diferenças de custos existentes com relação às diversas categorias de consumidores, resultando em ineficiências alocativas. Se, por um lado, esse critério tinha um apelo social ao buscar preservar a garantia de universalidade e igualdade de tratamento entre os consumidores, por outro, arbitrava aleatoriamente a distribuição dos custos dos serviços prestados entre eles.

Em razão disso, Joskow e Schmalensee (1986) construíram uma nova versão para a tarifação pelo custo do serviço. Conhecido como *Sliding Scale Plane*,<sup>7</sup> o método acrescenta um parâmetro que socializa, entre produtores e consumidores, a diferença entre a taxa de retorno desejada e aquela observada na

---

6 A elevação da inflação aumenta a incerteza das firmas sobre o custo de capital, levando, sob uma visão de longo prazo, à redução dos investimentos.

7 Expressão derivada do sistema de tributação calculado com taxas que variam devido à mudança das condições originais, quando da sua estipulação.

prática. Seu principal objetivo é criar mecanismos de incentivo à eficiência produtiva das firmas através do exercício de um sistema inovador de revisão tarifária pelo regulador. Este método tem a seguinte formulação:

$$r_e = r_i + h(r^* - r_i)$$

sendo:

$r_e$  = taxa de retorno efetiva aos preços atuais;

$r_i$  = taxa de retorno inicial;

$r^*$  = taxa de retorno desejada; e

$h$  = constante, variando entre 0 e 1.

O fator-chave da fórmula é o valor estipulado pelo regulador para a constante  $h$  nos processos de revisão tarifária. Se  $h = 1$ , as tarifas seguirão o critério *cost-plus* tradicional, pois as concessionárias terão a garantia da taxa de retorno esperada. Se  $h = 0$ , as tarifas estarão seguindo um critério *fixed-price*, com todos os ganhos (no caso de a taxa atual superar a taxa esperada) ou prejuízos (caso inverso) sendo incorporados pela firma. Caso o regulador opte por repartir lucros ou prejuízos entre firmas e consumidores, deverá adotar uma posição intermediária (entre 0 e 1).

Apesar de ser generalizado nos Estados Unidos, principalmente no setor de telecomunicações, seu uso é recente, não existindo ainda análises definitivas sobre seus efeitos práticos sobre o comportamento das firmas e a eficiência econômica.

Destaca-se, como vantagem desse método, a possibilidade de o regulador beneficiar os consumidores e minorar o risco dos investidores, ao reduzir os preços em função dos ganhos de produtividade e repassar os custos eventuais não previstos nos períodos de revisão das tarifas.

Sua desvantagem refere-se ao custo regulatório elevado, semelhante àquele incorrido na versão tradicional da tarifação pelo custo do serviço, já que é necessário um cálculo apurado de taxas de retorno das firmas e um monitoramento contábil, ambos sujeitos a todos os problemas oriundos das assimetrias informacionais de um mercado monopolista [Braeutigam e Panzar (1993)].

### 3. A Tarifação pelo Custo Marginal

A tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. Sua principal motivação – aproveitando a característica multiproduto do setor elétrico<sup>8</sup> – é atingir maior eficiência econômica. As tarifas são, então, diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e com outras características do sistema, tais como as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de voltagem, as regiões geográficas etc.

Para definir uma estrutura tarifária que leve em conta os custos marginais, devem ser considerados três requisitos básicos: *a*) a definição da potência requerida, em kW, expressa pela taxa do fluxo de energia por unidade de tempo; *b*) a energia total consumida em kWh; e *c*) a desagregação das diferentes características consideradas na definição da tarifa, a saber: categorias de consumidores, horários de utilização etc.

Estes requisitos qualificam e quantificam o comportamento da demanda, permitindo, assim, a identificação dos custos marginais de fornecimento. A partir dos dados sobre a potência requerida, a energia consumida e as características que compõem a demanda, torna-se possível modelar as curvas de carga típicas dos consumidores e do sistema, caracterizar os usos e hábitos de consumo e prever a evolução do comportamento da demanda de acordo com as categorias de consumidores.<sup>9</sup>

Os principais tipos de tarifas, inspiradas no princípio do custo marginal, são:

- *monômias*: tarifas definidas apenas com base na energia consumida – tarifa de consumo;
- *binômias*: tarifas que incorporam dois componentes de faturamento, a saber: um referente ao consumo de energia (tarifa de consumo) e outro equivalente à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponta do sistema (tarifa de demanda);
- *horosazonais*: tarifas diferenciadas para grandes consumidores, de acordo com as horas do dia e/ou estações do ano;

---

8 Embora a indústria de energia elétrica tenha um único produto, as características de demanda (tipos, tamanhos e hábitos diferentes dos consumidores) e oferta (produção diferenciada por estações do ano, requerimentos de oferta diferentes por tipo de consumidor etc.) permitem segmentar a energia produzida em "diversos" produtos.

9 Para estimar os custos marginais de fornecimento, os operadores dos sistemas elétricos desenvolvem modelos que projetam desde cargas de consumo diárias até cargas anuais (total e por setores), sendo possível obter as 8.760 demandas horárias da curva de carga anual do sistema.

- *em blocos*: o preço unitário varia de acordo com o total de kWh consumido, e a tarifa é *progressiva* no caso de a estrutura conter preços mais reduzidos para os primeiros blocos de consumo, método utilizado para beneficiar consumidores de baixa renda (no caso em que o preço diminui com o aumento do consumo, a tarifa é *decrecente* e visa incentivar o aproveitamento das economias de escala do sistema);
- *interruptíveis*: modalidade tarifária em que o consumidor concorda em ser desconectado sempre que existir dificuldade de fornecimento de energia por parte da concessionária;
- *instantâneas*: tarifas cujos valores apresentam grandes variações em curtos períodos de tempo, normalmente usadas para estimular a utilização de eventuais sobras de energia do sistema e que compõem o mercado *spot* de energia elétrica.

A grande dificuldade de aplicação do princípio do custo marginal na tarifação dos setores de infra-estrutura deve-se ao fato de que esses serviços envolvem vultosos investimentos em capital fixo e, em geral, apresentam economias crescentes de escala (custos marginais decrescentes). Isto significa que a tarifação pura e simples pelos custos marginais geraria o risco de não se remunerar nem mesmo a parcela de capital variável utilizada para o atendimento ao consumidor.

A alternativa seria a cobrança de uma taxa adicional para a cobertura dos custos fixos. Entretanto, como os consumidores têm preferências diferenciadas e desconhecidas, esta intervenção pode trazer ineficiências e, inclusive excluir do mercado consumidores de baixa renda [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

A solução de *second-best* para a distribuição dos custos fixos, mas também prejudicada pela assimetria de informações, é a adoção da Regra de Ramsey (*Ramsey Pricing Rule*). Visando evitar perdas econômicas para as concessionárias e de bem-estar para os consumidores, a regra estabelece que a distribuição dos custos fixos entre os vários produtos deve ser feita por *mark-ups* sobre os custos marginais, na proporção inversa das elasticidades das demandas dos consumidores<sup>10</sup> [Breyer (1982) e Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].

---

10 A literatura econômica desenvolveu vários modelos para encontrar uma "precificação ótima" que operasse com o difícil trade-off entre remunerar os capitais fixos por meio de uma cota adicional ao custo marginal e excluir a menor quantidade possível de consumidores do mercado. Para maiores detalhes ver Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995).



Apesar de todos os esforços teóricos, o critério de tarifação pelo custo marginal traz uma série de dificuldades para sua aplicação prática, cabendo destacar as seguintes: assimetrias informacionais; penalização dos *peak-users* pelo acréscimo dos custos fixos; análise de custo-benefício para o desenvolvimento e adoção de medidores adequados (digitais); e aquisição de *expertise* para modelagem de previsão de elasticidades e de curvas de demanda. Além disso, esse método confronta-se com restrições regulatórias relacionadas às características de serviço público, tais como razoabilidade e preços não discriminatórios e geograficamente uniformes.<sup>11</sup>

Apesar de todas estas dificuldades, o critério tarifário baseado no princípio do custo marginal representa uma evolução em termos de eficiência econômica. Para contornar tais dificuldades, sua adoção tem ocorrido em conjunto com outros métodos tarifários.

A incorporação do conceito do custo marginal nos critérios tarifários tem levado a dois resultados relevantes no setor elétrico: um melhor gerenciamento da demanda e uma sinalização para os preços da energia nos segmentos desregulados da indústria (mercado *spot*).

O primeiro efeito está relacionado à implementação, por parte das *utilities*, de políticas de incentivo à eficiência energética, que teve início após a crise do petróleo dos anos 70. O método do custo marginal passou a ser utilizado para criar uma estrutura de preços que permitisse às empresas melhor aproveitamento da capacidade instalada e redução das necessidades de investimentos na expansão do sistema.<sup>12</sup>

Recentemente, em alguns países desenvolvidos (Estados Unidos, Inglaterra, Canadá etc.), novas técnicas de gerenciamento de demanda passaram a substituir os tradicionais modelos de controle de carga média, permitindo melhor identificação das diferenças entre os consumidores. Os serviços passaram a ser precificados pelo *Real Time Pricing (RTP)*, isto é, pelos

---

11 Para incorporar estas restrições regulatórias, os principais propagadores da aplicação da tarifação pelo custo marginal no setor elétrico introduziram *shadow prices*, o que significa a aplicação de "benefício-preço" que foge ao critério alocativo eficiente de recursos (por exemplo, subsídios para o consumidor de baixa renda) [Bitu e Born (1993)] e Munasinghe e Warford (1982)].

12 A legislação norte-americana de 1978, conhecida como Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA), incentivava, entre outras medidas, a tarifação pela carga de pico do sistema, viabilizando a otimização dos investimentos, a proteção do meio ambiente e a minimização dos custos dos sistemas elétricos [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)]. No Brasil, a partir do final da década de 80, foram incorporados alguns princípios tarifários com base no custo marginal. As tarifas foram diferenciadas por classes de consumidores e por níveis de tensão. Posteriormente, passaram, também, a ser diferenciadas de acordo com os períodos do ano, os horários de consumo e o nível de garantia do fornecimento. Apesar das dificuldades de conciliação com a tarifação pelo custo do serviço, a introdução de tarifas horárias teve impactos positivos na curva de carga diária do sistema.

preços definidos de acordo com os horários de consumo, anunciados com um dia de antecedência.

O segundo resultado prático da aplicação do método de tarifação pelo custo marginal está relacionado à constituição de segmentos de mercado desregulados, tais como os mercados *spot* de eletricidade, onde a tarifação pelo custo marginal torna-se mais adequada para sinalizar as transações econômicas. Estes *pools*, implementados a partir da garantia de acesso à rede (*open access*), estão sendo constituídos na maioria dos países que vêm reestruturando seus setores elétricos, como no caso do Brasil.<sup>13</sup>

A Inglaterra foi pioneira na adoção da precificação pelo custo marginal para o mercado *spot*. O elevado poder de mercado das duas principais geradoras inglesas e as incertezas provocadas pelas oscilações de preços inibiram o desenvolvimento, na escala desejada, deste mercado, que passou a ter um papel mais significativo apenas na sinalização de contratos de longo prazo entre os agentes elétricos [Surrey (1996) e Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

#### 4. O *Price-Cap*

O mecanismo de tarifação conhecido como *price-cap* constitui-se na definição de um preço-teto para os preços médios da firma, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, o *Retail Price Index (RPI)*, menos um percentual equivalente a um fator  $X$  de produtividade, para um período prefixado de anos. Esse mecanismo pode envolver, também, um fator  $Y$  de repasse de custos para os consumidores, formando a seguinte equação:  $RPI - X + Y$ .

O *price-cap* foi originalmente adotado na Inglaterra como uma alternativa ao método de tarifação pela taxa interna de retorno, tendo em vista a avaliação negativa deste critério por parte dos novos reguladores<sup>14</sup> [Littlechild (1983)].

O objetivo dos reguladores ingleses, ao implementar a fórmula tarifária  $RPI - X$ , era eliminar os riscos e custos da ação reguladora, dispensando, entre outras coisas, controles que necessitassem de informações custosas

13 No Brasil, a tarifa da energia do mercado *spot*, prevista no modelo de reestruturação do setor elétrico, terá como base o custo marginal de longo prazo (de expansão do setor).

14 O mecanismo *price-cap* foi introduzido num contexto de reformas e privatizações na Inglaterra, tendo sido implantado, primeiramente nas telecomunicações em 1984, estendendo-se, posteriormente, aos setores de gás natural em 1986, aeroportos em 1987 e abastecimento de água em 1989 e 1990 [Rees e Vickers (1995)].

como no caso do critério pela taxa interna de retorno. O *price-cap* era visto como um método tarifário de regra simples e transparente que poderia proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores.

Dessa forma, a adoção do *price-cap* contribuiria para reduzir o risco de captura das agências reguladoras (ao não expô-las a uma situação de assimetria de informações) e para incentivar a ação eficiente das firmas, uma vez que, com preços fixos, estas poderiam apropriar-se da redução de custos que viesse a ocorrer entre os períodos revisionais.<sup>15</sup>

Contudo, este método de tarifação requer a definição, pelo regulador, de uma série de variáveis relevantes, discutidas a seguir, tais como: indexador de preços, fator de produtividade, grau de liberdade para a variação de preços relativos, grau de extensão dos repasses dos custos permitidos para os consumidores e formas de incentivo ao investimento e à melhoria da qualidade do atendimento.<sup>16</sup>

#### a) O Indexador de Preços e o Fator de Produtividade

A escolha de um indexador geral de preços justifica-se pela necessidade de se criar um índice, transparente para os consumidores, que não seja alvo de manipulação, tendo em vista os problemas de assimetria de informação. Este risco poderia ocorrer no caso de o indexador escolhido recair, por exemplo, sobre um índice mais específico de evolução de custos setoriais, que dependeria de informações controladas pelas empresas. No caso inglês, como mencionado anteriormente, o indexador escolhido foi o *Retail Price Index (RPI)*.

Com relação ao fator de produtividade  $X$ , sua definição deve considerar a combinação de três aspectos relevantes: a necessidade da concessionária de autofinanciar suas operações, a dinâmica tecnológica do segmento industrial e a defesa dos interesses dos consumidores, evitando-se a prática abusiva de preços e assegurando-lhes a apropriação de ganhos de produtividade.

---

15 A expectativa das autoridades britânicas era de que haveria um trade-off entre regulação e concorrência: o *price-cap* seria um mecanismo transitório de regulação das empresas, já que o aumento esperado da concorrência com as reformas setoriais eliminaria os monopólios naturais, tornando a regulação desnecessária [Surrey (1996) e Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

16 O regime tarifário *price-cap* vem sendo adotado para as distribuidoras recentemente privatizadas no Brasil. A consultoria contratada pelo governo brasileiro para elaborar um modelo de reestruturação do setor elétrico (Coopers & Lybrand) sugeriu a adoção de uma variante deste regime para os processos revisionais previstos para daqui a seis anos. Trata-se do *revenue-cap*, no qual o controle seria feito sobre as receitas das concessionárias.

Em decorrência disso, a escolha de  $X$  tem variado muito entre as diversas indústrias em que o *price-cap* tem sido adotado. Setores com maior dinamismo tecnológico (como o de telecomunicações, por exemplo) apresentam, geralmente, valores de  $X$  mais elevados do que aqueles cujo processo de inovação tecnológica é mais lento (por exemplo, saneamento básico).

Na prática, os critérios de escolha e revisão do fator  $X$  são semelhantes aos utilizados na escolha da taxa interna de retorno no método do custo do serviço, descrito anteriormente. Estes critérios incluem a análise dos valores dos ativos existentes, do custo de capital, da taxa esperada de crescimento da produtividade, do plano de investimentos das empresas, do comportamento da demanda e do ambiente de mercado em que a firma está inserida, bem como processos de negociação com as concessionárias. Na realidade, portanto, ambos os métodos têm custos regulatórios similares.

A estipulação de fatores  $X$ , diferenciados para cada segmento específico do setor elétrico, foi a opção adotada no caso da Inglaterra para a regulação dos setores de transmissão e distribuição [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)]. No Brasil, onde a implantação das reformas encontra-se em curso, apenas o segmento de distribuição foi regulado pelo mecanismo tarifário *price-cap*, sendo que o fator de produtividade  $X$  inicial foi estipulado como zero para os primeiros anos dos contratos de concessão.<sup>17</sup>

Os recentes processos revisionais ocorridos na Inglaterra mostraram que algumas das supostas vantagens deste método em relação ao controle da taxa de retorno não ocorreram na extensão esperada. Embora um dos objetivos do  $RPI - X$  fosse abdicar dos complexos acompanhamentos de custos contábeis de capital e de mensuração de taxas de retorno (que demonstraram ser ineficientes no passado), o regulador, na prática, passou a ter que tratar de uma série de variáveis necessárias à determinação de  $X$ .

Apesar de permanecerem elevados os custos e a complexidade regulatória, o método *price-cap* demonstra ser superior ao do custo do serviço por permitir uma melhor previsão do futuro (*forward-looking information*). Sob o ponto de vista da dinâmica de longo prazo para o setor, o método de tarifação pela taxa interna de retorno é um instrumento de poucos recursos, uma vez que sua precificação baseia-se em custos e comportamentos de demanda passados, projetando apenas tendências históricas. O  $RPI - X$ , entretanto, além de levar em conta estas variáveis, procura incentivar uma eficiência dinâmica ao incorporar fatores que consideram previsões de

---

17 Por exemplo, nos primeiros oito anos para o caso da Light, sete para a Cerj, cinco em outros casos e quatro para as distribuidoras que estão sendo privatizadas atualmente.

aumento de produtividade, inovações tecnológicas e mudanças comportamentais de demanda [Beesley e Littlechild (1989)].

### **b) O Grau de Liberdade para a Variação de Preços Relativos**

O método *price-cap*, ao estabelecer um preço-teto médio para a firma, permite um certo grau de liberdade às concessionárias para a modificação de seus preços relativos (preços dos multiprodutos), com o objetivo de melhorar a sua margem operacional, já que as empresas podem, por exemplo, alterar as tarifas sempre que houver flutuações nos seus custos, observado o preço-teto.

Esta autonomia, no entanto, deve ser vigiada pelo regulador para evitar que ocorram, entre outras coisas, práticas abusivas de subsídios cruzados e impactos indesejáveis sobre a concorrência. O concessionário pode, por exemplo, aumentar as tarifas dos consumidores de baixa renda e reduzir as tarifas de outras categorias, para expandir seu mercado ou, simplesmente, para melhorar sua lucratividade. Ele pode, ainda, provocar uma ação predatória no mercado através da redução da margem operacional para a conquista ou manutenção de consumidores.

Para contornar estes problemas, existem dois critérios básicos que disciplinam o grau de liberdade da firma para alterar sua estrutura tarifária.

No primeiro caso, o regulador pode permitir a diferenciação de preços entre as classes de consumidores, definindo, entretanto, um *price-cap* médio. Esta opção pode trazer sérias conseqüências anticompetitivas, como, por exemplo, levar a concessionária a reduzir o valor da tarifa para as classes de consumidores sujeitas à competição (consumidores livres, tais como os grandes consumidores industriais e comerciais). Em contrapartida, a empresa poderia aumentar as tarifas das classes de consumidores cativos para manter o preço-teto médio previamente estabelecido.

No segundo caso, seriam estabelecidos *price-caps* diferenciados para cada segmento de mercado da concessionária, cativo ou livre. Esta solução teria a vantagem de neutralizar a prática de subsídios cruzados entre estes segmentos. Contudo, ela não impede graus de liberdade de variação dos preços relativos dentro de cada classe de consumidores nestes segmentos.

### **c) O Repasse Permitido de Custos para os Consumidores**

O mecanismo *price-cap* prevê a possibilidade de repasse, para os consumidores, dos custos variáveis sobre os quais a firma não tem controle (por exemplo, aumento de combustíveis, impostos etc.) durante o intervalo de

revisão das tarifas. O repasse permitido de custos para os consumidores (*cost passthrough*) representa o fator  $Y$  da fórmula  $RPI - X + Y$ .

A definição do fator  $Y$  objetiva reduzir os riscos regulatórios das firmas. Quanto maior for o valor de  $Y$ , maior será a proteção das firmas e menor o benefício momentâneo dos consumidores. Este *trade-off*, entretanto, deve ser balanceado para não comprometer a eficiência da firma nem o bem-estar do consumidor.

No modelo inglês, por exemplo, a relação entre os custos permitidos para repasse e os custos variáveis totais é bastante elevada. Os componentes passíveis de serem repassados para os consumidores representam 95% dos custos variáveis de suprimento de energia, que incluem tarifas de administração do *pool*, custos de compra de energia e variação dos preços dos combustíveis fósseis [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)]. No Brasil, os contratos de concessão com as distribuidoras recentemente privatizadas garantem o repasse automático da totalidade dos custos da energia elétrica comprada.

#### **d) Incentivos ao Investimento e à Qualidade do Serviço**

Existem, ainda, dois aspectos importantes que contribuem para a eficiência do modelo tarifário, quais sejam: mecanismos que incentivem níveis adequados de investimentos pela firma e instrumentos que estabeleçam padrões de qualidade do serviço.

No caso inglês, os reguladores perceberam a necessidade de adoção de um aparato regulatório complementar ao *price-cap* para atingir esses objetivos. Para garantir níveis desejáveis de investimento, a solução adotada foi o monitoramento informal dos gastos de capital das concessionárias, com especial atenção para os planos de expansão de capacidade para atendimento da demanda futura. Este acompanhamento tem sido um elemento auxiliar importante na definição do fator  $X$  nos processos revisionais, principalmente nos setores de saneamento e gás.

Em relação à qualidade do serviço, verificou-se que o método *price-cap*, ao induzir a redução de custos através do fator  $X$ , não assegura, endogenamente, o aprimoramento do atendimento ao consumidor. Ao contrário, a sujeição a um preço-teto médio faz com que a firma apresente uma tendência ao subinvestimento para melhoria da qualidade dos serviços, já que este esforço representaria uma elevação do seu nível de custos.<sup>18</sup>

---

18 Vale registrar que, paradoxalmente, a regulação da taxa de retorno pode trazer incentivos ao investimento em qualidade por parte da firma regulada, sempre que a taxa de retorno for maior que o custo de oportunidade do capital. A razão disso é que estes custos serão incluídos no custo do serviço e comporão o investimento remunerado da firma.

Na Inglaterra, o órgão regulador estabeleceu, complementarmente ao *price-cap*, dois tipos de serviço padrão, o *guaranteed standards* e o *overall standards*. O primeiro cria mecanismos de compensação financeira para consumidores no caso de a distribuidora não atingir o nível de qualidade estipulado pelo regulador. O segundo define padrões gerais de atendimento aos consumidores que devem ser seguidos pela concessionária.

## 5. Mecanismos Complementares às Tarifas

Além dos diferentes regimes discutidos anteriormente, existem alguns mecanismos complementares às tarifas que podem aumentar a flexibilidade e a capacidade de intervenção do regulador, reduzindo os efeitos das assimetrias, tais como a definição da extensão dos intervalos (*lags*) entre os processos revisionais, as licitações prévias à concessão (ou licença) para a definição da tarifa inicial (tarifa pelo preço) a ser cobrada na prestação dos serviços públicos e a *yardstick competition*, descritos a seguir.

### Os Intervalos Regulatórios

O período compreendido entre as revisões de preços na prestação de serviços públicos é conhecido como intervalo regulatório, caracterizado por incertezas tanto para as firmas como para os consumidores, pois as condições inicialmente estabelecidas podem se alterar com o decorrer do tempo, resultando em benefício ou em prejuízo para ambas as partes.

A definição do intervalo revisional está diretamente relacionada ao grau de aversão ao risco dos agentes econômicos. Por exemplo, um menor intervalo é desejável no caso de uma grande aversão ao risco, o que melhora a eficiência alocativa, uma vez que os preços estariam sempre próximos aos custos. Entretanto, isto traria baixos incentivos à eficiência produtiva, visto que a firma não seria estimulada a reduzir custos devido ao curto intervalo de revisão tarifária.

No caso do método de tarifação pela taxa interna de retorno, três aspectos relevantes devem ser considerados na definição do *lag* regulatório. Primeiro, é recomendável um maior espaçamento entre as revisões, tendo em vista os elevados custos diretos incorridos em cada processo revisional (audiências, consultorias etc.). Segundo, como os preços permanecem fixos durante este período, existe um incentivo potencial para que a concessionária se beneficie da redução dos custos do serviço sem que esta redução seja detectada pela agência reguladora e, conseqüentemente, repassada aos consumidores. Terceiro, a tentativa do regulador em reduzir lucros extraordinários, modificando a taxa de retorno que irá remunerar o investimento da concessionária,

pode levar as firmas a subinvestirem no período final do intervalo regulatório, para evitarem o risco de *hold-up* (o regulador pode modificar esta taxa logo após a firma ter realizado o seu investimento).

No regime de tarifação com base no custo marginal, quanto maior for a aversão ao risco da concessionária, maior será seu esforço em repassar para os preços, durante os processos revisionais, um *mark-up* sobre os custos marginais, com o objetivo de minimizar os *sunk costs* incorridos ao longo do intervalo regulatório.

No método tarifário *price-cap*, por sua vez, o intervalo regulatório não deve ser muito extenso, tendo em vista as dificuldades do regulador em fiscalizar as empresas e observar mudanças que possam gerar lucros ou prejuízos excessivos. A definição da extensão do intervalo regulatório, juntamente com o nível do preço-teto, é um instrumento importante para reduzir os riscos e balancear os benefícios entre os agentes. Por exemplo, a redução do *lag* regulatório para intervalos muito curtos pode aumentar o risco regulatório das firmas, ao reduzir sua oportunidade de apropriar lucros extraordinários, enquanto que a fixação de um *price-cap* elevado beneficiaria as firmas mas não permitiria a apropriação, pelos consumidores, de uma baixa imprevista de custos.

### **A Licitação para a Definição da Tarifa pelo Preço do Serviço**

A “tarifa pelo preço” do serviço é aquela que é definida no processo de licitação para exploração dos serviços, segundo o critério do menor preço ofertado. Esta tarifa inicial poderá ser regulada, posteriormente, por um dos métodos já discutidos. O objetivo desse mecanismo é assegurar a prestação dos serviços com preços reduzidos, além de criar estímulos à eficiência produtiva das firmas, tendo em vista que os preços preestabelecidos em contrato incentivam a redução de custos.<sup>19</sup>

Com a adoção deste mecanismo, o regulador poderia reduzir os impactos das assimetrias existentes em regime de monopólio natural, ao beneficiar-se das informações obtidas durante os preparativos dos leilões, e evitar o

---

<sup>19</sup> A licitação pelo menor preço de tarifa é vista, teoricamente, como um substituto para a regulação em monopólio natural em razão dos seus reduzidos custos regulatórios, que estariam limitados àqueles decorrentes da organização das licitações, dispensando os complexos acompanhamentos de custos e de previsão de demanda incorridos pela regulação tradicional. Entretanto, a complexidade, a instabilidade e a variabilidade das condições econômicas dos serviços públicos demonstraram, empiricamente, que o processo de licitação não pode prescindir de um acompanhamento regulatório. Para um maior aprofundamento, ver Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995).



sobreinvestimento das firmas (efeito A-J), já que elas poderão reter lucros, desde que obedeçam o preço estabelecido no contrato. Sob a ótica das firmas, existe uma redução dos riscos regulatórios e grande autonomia empresarial.

Entretanto, o regulador tem poucos instrumentos para resolver o *trade-off* entre preço e qualidade, inerente a este tipo de contrato com preço preestabelecido: a concessionária poderá sentir-se estimulada a reduzir seus custos para apropriar-se de lucros extraordinários em detrimento de melhorias na qualidade do serviço.

O mecanismo complementar de tarifação pelo preço definido em licitação pode trazer, ainda, outros problemas adicionais, tais como:

- *Rent-seeking*, ou parcela do lucro extraordinário destinado pela firma para troca de favores com o poder concedente ao longo do processo licitatório [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].
- Comportamento oportunista das firmas já estabelecidas, estimulado pela existência de contingenciamentos nos contratos, contra variações nos preços dos insumos e nas tecnologias – através de cláusulas suplementares e do estabelecimento de menores prazos revisionais. Aproveitando-se de assimetrias informacionais, as firmas já estabelecidas poderiam oferecer preços reduzidos para vencer a concorrência e solicitar revisões futuras alegando modificações das condições iniciais do contrato. Além disso, ao se evitar nova licitação, estas cláusulas de contingência beneficiariam as empresas já estabelecidas [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].
- Subinvestimento, pois a firma pode reduzir suas inversões de longo prazo, frente ao risco de a concessão não ser renovada. O risco de subinvestimento é elevado em razão da complexidade do cálculo das indenizações devidas às firmas, por conta dos investimentos realizados, no caso de o contrato de concessão não ser renovado [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].
- Assimetria dos processos de renovação das licitações, num claro viés pró-firmas já estabelecidas. Vantagens informacionais (sobre a demanda, o mercado, os custos etc.) e acesso privilegiado a ativos intangíveis (recursos humanos, *learning* etc.) fazem com que as vantagens sobre as firmas potencialmente rivais sejam quase irrecuperáveis [Laffont e Tirole (1993)].

De uma maneira geral, a adoção exclusiva das licitações, além de exigir uma tarefa contínua de monitoramento, *enforcement* e renegociação dos contratos, tem baixa eficácia para reproduzir condições competitivas em mercados com *sunk costs* elevados e pequeno número de concorrentes potenciais. A tarifação pelo preço em processos de licitação pode ser um instrumento útil para setores de menor intensidade de capital ou segmentos de algumas indústrias de infra-estrutura, nos quais os problemas de subinvestimento e informação assimétrica são menos relevantes<sup>20</sup> [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

### **A Yardstick Competition**

A *yardstick competition* é uma forma de regulação através de incentivos, também conhecida como regulação de desempenho, adotada nos casos de monopólio natural. Este instrumento procura introduzir estímulo à redução de custos entre as empresas, reduzir as assimetrias de informação existentes e estimular maior eficiência econômica [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

O regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho das firmas, utilizados no acompanhamento de custos e preços.<sup>21</sup> A aplicação deste mecanismo está relacionada à comparação entre monopólios regionais operando no mesmo setor.

A remuneração de uma firma é definida de acordo com o seu desempenho em relação às outras empresas do setor, observando-se os padrões estabelecidos, o que faz com que ela seja sensível aos custos e comportamento de suas congêneres. Como o regulador é prejudicado pelas grandes assimetrias de informação em relação às *utilities*, a adoção da regulação por comparação torna-se mais efetiva do que aquela feita para cada firma individualmente<sup>22</sup> [Laffont e Tirole (1993)].

---

20 Nos Estados Unidos, a prática de licitações foi utilizada no setor elétrico para estimular a introdução de produtores independentes e autoprodutores com capacidade instalada baseada em co-geradores e pequenos geradores com energia renovável. Através de processos licitatórios, a entrada ocorreu via tarifa pelo preço. Além disso, implementou-se o princípio do custo evitado: as concessionárias só poderiam ter autorização para construir usinas geradoras caso o custo do seu empreendimento fosse inferior ao custo de aquisição da energia eventualmente gerada por produtores independentes [Douglas (1994)].

21 Este método foi adotado, inicialmente, em meados da década de 80, na regulação de hospitais, usinas nucleares e fabricação de equipamentos de defesa militar nos Estados Unidos, tendo sido estendido, posteriormente, a outros setores [Shleifer (1985)]. No Chile, este método é adotado no setor de energia elétrica.

22 O impacto da assimetria de informação é maior na regulação individual da firma do que na regulação por comparação. Entretanto, este fato não elimina efeitos colaterais indesejáveis do ponto de vista da eficiência produtiva. Existe um trade-off entre três variáveis: quantidade de firmas, eficácia do critério yardstick regulation e eficiência produtiva. Um aumento do número de firmas melhora a eficácia da yardstick competition, já que possibilita a expansão da base comparativa à disposição do regulador. Entretanto, isso pode reduzir a eficiência produtiva das firmas, ocorrendo de economias de escala e de escopo provocadas pela fragmentação do mercado [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

Na prática, a heterogeneidade das empresas fez com que os reguladores, com o objetivo de facilitar a comparação entre elas, criassem subconjuntos de firmas de características mais semelhantes e definissem uma firma hipotética (*shadow firm*) que servisse como critério de comparação para cada subconjunto.

A “firma-sombra”, composta pela média de variáveis representativas das empresas que pertencem a um mesmo subconjunto, é utilizada como um modelo de referência (*benchmark*) para a competição entre as firmas.

Este método pode ser utilizado de forma complementar a qualquer critério de tarifação. A tendência tem sido a sua adoção juntamente com o método *price-cap*, no qual o preço-teto estabelecido é aquele necessário para remunerar adequadamente os investimentos da “firma-sombra” de cada monopólio regional. Caso uma empresa consiga apresentar custos mais reduzidos do que os da “firma-sombra”, ela será recompensada com lucros extraordinários<sup>23</sup> [Weyman-Jones (1995)].

Algumas experiências recentes de aplicação da *yardstick competition* no setor elétrico<sup>24</sup> têm aprimorado os critérios de comparação entre as empresas com a inclusão de indicadores do nível de renda dos consumidores e parâmetros físicos das redes e plantas das firmas.<sup>25</sup>

Embora a *yardstick competition* represente uma inovação regulatória importante, o seu uso é mais adequado para o caso em que o mercado apresente uma quantidade de firmas que seja suficiente para evitar colusão na manipulação de dados entre elas. Vale registrar, contudo, que este método envolve elevados custos regulatórios no acompanhamento dos custos e do desempenho das empresas reguladas [Weyman-Jones (1995)].

## 6. Considerações Finais

A tarifação da indústria de eletricidade é uma questão complexa. Este artigo procurou realçar as dificuldades dos mecanismos tradicionalmente adota-

23 *Alguns estudiosos da experiência de reforma do setor elétrico inglês têm recomendado a adoção do yardstick competition como um complemento ao método tarifário price-cap para reduzir o impacto das assimetrias de informações sobre o órgão regulador [Surrey (1996) e Weyman-Jones (1995)].*

24 *Este é o caso da regulação das distribuidoras regionais de eletricidade do Chile [Dias e Rodrigues (1996)].*

25 *Ao classificar as empresas pelo nível de renda dos consumidores e pelos parâmetros físicos, o regulador pode deparar-se com a dificuldade de estabelecimento de elementos comparativos entre empresas verticalizadas e não-verticalizadas. Uma solução a ser adotada pode ser a separação contábil dos custos envolvidos em cada segmento de atuação da empresa (geração, transmissão e distribuição) para facilitar a comparação.*

dos, bem como as inovações recentes, que vêm sendo introduzidas em um processo contínuo de aprendizado regulatório no tratamento de monopólios naturais.

Devido às características do setor elétrico – com elevados custos fixos, externalidades e especificidades de ativos –, o regulador enfrenta um *trade-off* entre eficiência produtiva e eficiência alocativa, num contexto de informação assimétrica e de comportamento estratégico das firmas, que podem distorcer e ocultar informações para obter vantagens econômicas.

O método tarifário pelo custo do serviço, historicamente utilizado no Brasil, tem a vantagem de se adequar com facilidade à noção de serviço público (razoabilidade, preços não-discriminatórios e geograficamente uniformes) e objetivar o controle de preços abusivos.

Entretanto, o regime tarifário pelo custo do serviço mostrou-se incapaz de garantir a eficiência produtiva ao cobrir todos os custos, assegurar previamente uma taxa interna de retorno e depender, para sua eficácia, de elevados custos regulatórios, num contexto de grandes assimetrias de informação.

A deterioração da qualidade do serviço e o desincentivo aos investimentos, decorrentes da aplicação do método de tarifação pela taxa interna de retorno, levaram à busca de critérios complementares ou substitutos, como a utilização de princípios do custo marginal para a obtenção de maior eficiência econômica.

O critério tarifário com base nos princípios de custo marginal apresenta a vantagem de propiciar melhor eficiência alocativa e melhor aproveitamento da capacidade instalada, através do gerenciamento da demanda e da viabilização de mercados *spots* e nichos de competição no setor elétrico.

A presença de elevados *sunk costs* no setor, entretanto, tornou necessária a construção de sofisticados modelos tarifários, derivados daquele que envolve a tarifação pelo custo marginal, para distribuição dos custos fixos entre os consumidores, já que a remuneração exclusivamente pelo critério do custo marginal poderia trazer prejuízos às empresas. Contudo, esses modelos são também prejudicados pela complexidade do levantamento de dados necessários para os seus desenvolvimentos e pela assimetria de informação, dificultando a adoção deles no setor elétrico.

Outro critério tarifário que vem sendo difundido é o *price-cap*. O *RPI - X* busca estimular a eficiência produtiva, visto que, devido ao preço previamente especificado, as firmas tendem a minimizar os custos para se apro-

priarem de lucros excedentes. O grande desafio deste método é garantir a qualidade do serviço e fazer com que tais reduções de custos beneficiem os consumidores, o que, na prática, tem levado a um aumento significativo do aparato e da complexidade do acompanhamento regulatório.

Independentemente do critério adotado, torna-se importante a utilização de mecanismos complementares, tais como *lags* regulatórios, *yardstick competition* e licitações pelo preço do serviço, para compor um regime tarifário que atenda aos objetivos de promoção da eficiência econômica e do bem-estar social.

## Referências Bibliográficas

- ARMSTRONG, M., COWAN, S., VICKERS, J. *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. MIT Press, 1994.
- AVERCH, H., JOHNSON, L. Behaviour of the firm under regulatory constraint. *American Economic Review*, v. 52, 1962.
- BEESELY, M., LITTLECHILD, S. The regulation of privatized monopolies in the UK. *Rand Journal of Economics*, v. 20, p. 454-472, 1989.
- BITU, R., BORN, P. *Tarifas de energia elétrica, aspectos conceituais e metodológicos*. MM Editora, 1993.
- BRAEUTIGAM, R., PANZAR, J. Effects of the change from rate-of-the-return to price-cap regulation. *American Economic Review*, May 1993.
- BREYER, S. *Regulation and its reform*. Harvard University Press, 1982.
- DIAS, D., RODRIGUES, A. A tarifação da energia elétrica em ambiente econômico desregulado e competitivo: alguns princípios e reflexões. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, Rio de Janeiro, abr. 1996.
- DOUGLAS, J. Buying and selling power in the age of competition. *EPRI Journal*, jun. 1994.
- JOSKOW, P., SCHMALENSEE, R. Incentive regulation for electric utilities. *Yale Journal on Regulation*, v. 4, p. 1-49, 1986.
- LAFFONT, J., TIROLE, J. *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge: MIT Press, 1993.
- LITTLECHILD, S. *Regulation of British telecommunications profitability*. London: HMSO, 1983.
- MUNASINGHE, M., WARFORD, J. *Electricity pricing*. Baltimore: The John Hopkins University Press, 1982.

- POSSAS, M., PONDÉ, J., FAGUNDES, J. Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. In: *Infra-estrutura – perspectivas de reorganização*. Ipea, 1997.
- REES, R., VICKERS, J. RPI – X price-cap regulation. In: BISHOP, M., KAY, J., MAYER, C. (orgs.). *The regulatory challenge*. Oxford University Press, 1995.
- SHLEIFER, A. A theory of yardstick competition. *Rand Journal of Economics*, v. 16, p. 319-327, 1985.
- SURREY, J. *The British electricity experiment*. London: Earthscan, 1996.
- VISCUSI, W., VERNON, J., HARRINGTON JR., J. *Economics of regulation and antitrust*. Cambridge: MIT Press, 1995.
- WEYMAN-JONES, T. *Problems of yardstick regulation in electricity distribution*. In: BISHOP, M., KAY, J., MAYER, C. (orgs.). *The regulatory challenge*. Oxford University Press, 1995.